

湖南省电力支撑能力提升行动方案（2022—2025年）

湖南省发展和改革委员会 fgw.hunan.gov.cn 时间：2022年10月13日 16:03 【字体： 大 中 小】

电力是经济社会高质量发展的重要支撑，是满足人民群众美好生活用能需求、助力“双碳”目标顺利实现的重要路径，根据省政府“三大支撑八项重点”部署，特制定本行动方案。

一、总体目标

电力发展适度超前，全省电力稳定供应能力2025年达到6000万千瓦。绿色低碳发展成效显著，风电、光伏发电装机规模2025年达到2500万千瓦以上，2030年达到4000万千瓦以上。纳入国家抽水蓄能中长期规划“十四五”重点实施的13个抽水蓄能电站今年内全部核准启动建设，到2030年全省抽水蓄能装机达到2000万千瓦。新型电力系统加快构建，特高压电网形成2交2直的对外联络通道，主干网和配电网不断完善，长株潭配电网

达到国家中心城市标准。电力服务水平明显提升，长株潭“获得电力”指数达到国内一流水平。煤炭储备能力明显提高，天然气供应保障基础更为夯实，以电为主的能源支撑体系进一步健全。

二、主要任务

（一）大力实施电力稳定供应能力提升行动

确保“十四五”期间每年新增电力稳定供应能力400万千瓦以上，到2025年，全省电力稳定供应能力达到6000万千瓦，有力支撑全省经济高质量发展。

1 · 夯实保障性电源基础。充分发挥火电调节性强、可靠性高的优势，确保华电平江电厂2022年底前投产、国能岳阳电厂2023年底前投产。加快建设长安益阳电厂、大唐华银株洲电厂、陕煤石门电厂3个煤电项目和湘投衡东燃气电厂、华电长沙燃气电厂、华能湘阴燃气电厂3个气电项目。积极争取贵州大龙电厂、鲤鱼江A厂灵活送电湖南。到2025年，全省支撑性煤电和调峰性气电装机规模达到3300万千瓦左右。

2 · 扩大外电送入规模。加快荆门-长沙1000千伏特高压交流工程建设，确保2022年底前投产。推动祁韶直流尽早满功率运行，争取甘肃送端配套煤电尽快建成投运。积极推动雅江直流四川送端尽快具备800万千瓦满功率送电能力，确保按50%送电能力分电湖南。加快推进宁夏至湖南特高压直流输电工程，2022年获国家核准并开工建设、“十四五”末建成投产具备800万千瓦送电能力。积极推进第三回特高压直流入湘前期工作。研究与广东电网通过背靠背直流方式加强联络，推动湖南电网由国网末端转为国网、南网互济运行的“桥头堡”。

3 · 提升电力应急备用能力。按照最大负荷的一定比例配置应急备用电源和调峰电源，适度提高水电、风电、光伏发电和不可中断用户高占比地区的配置比例，到2025年全省应急备用电源达到270万千瓦以上。在有规模热（冷）负荷的工业园区、经济开发区、空港新区等区域因地制宜建设背压式燃煤热电联产项目或分布式天然气冷热电三联供项目，积极推广用户侧分布式智慧综合能源。开展系统安全保供评估，建立煤电拆除

报告制度，符合安全、环保、能效要求和相关标准的合规煤电机组“退而不拆”，关停后作为应急备用电源。加强应急备用电源管理，研究制定支持保障政策，科学认定和退出应急备用机组，做好设备维护和燃料供应保障。完善电力应急响应体系和电力设备在线监测系统，扎实做好大面积停电、自然灾害防范应对联合演练。

4·加强煤炭储备能力建设。积极推进岳阳、华容煤炭铁水联运储备基地建设，加快建成永耒、娄底、新化和桃江等煤炭储备基地，提升煤炭储备和应急调剂能力；鼓励省内电厂利用有利条件，推进多式联运型和干支衔接型储煤基地建设。实施统调电厂迎峰度夏度冬电煤储备融资贷款计划。到2025年，煤炭储备能力明显提高，为全省保障性煤电稳发满发提供坚实保障。

5·筑牢天燃气供应保障基础。统筹推进“气化湖南工程”战略，加快建设新粤浙广西支干线，大力提升广西海气入湘的引入力度；有序建设省内输气管网，重点完善湘西、湘南、湘中地区支线管道。加快政府及城燃企业储气能力建设，提高战略性储备和应急调峰能力。到2025年，管道总里程达到4600公里，储气能力达到4.8亿立方米，天然气供应渠道稳定可靠，保障能力显著增强，为全省经济社会发展及调峰气电运行提供坚强的气源保障。

（二）大力实施电力绿色低碳转型行动

在保障电力安全可靠供应的基础上，大力实施可再生能源替代，风电、光伏发电装机规模2025年达到2500万千瓦以上、2030年达到4000万千瓦以上，抽水蓄能电站装机规模2030年达到2000万千瓦，助推全省碳达峰碳中和目标如期实现。

1·大力发展风电、光伏发电。坚持集中式与分布式并举，推动风电和光伏发电大规模、高比例、高质量、市场化发展。在风光资源禀赋较好、具备建设条件的地区，探索布局一批多能互补清洁能源基地；按照“储备一批、成熟一批、推进一批”的思路，推动省内风电规模化和可持续发展；积极探索“光伏+”模式，因

地制宜建设一批林光互补、渔光互补和农光互补等集中式光伏。支持分布式光伏就地就近开发利用，加快推进纳入国家整县屋顶分布式光伏试点的12个县（市、区）开展试点工作，积极推动增量配网、工业园区、公共机构、商场等分布式光伏和屋顶光伏开发，鼓励分布式光伏与交通、建筑、新基建融合发展。完善可再生能源电力消纳保障机制，不断提高可再生能源消纳水平。

2 · 加快建设抽水蓄能电站和新型储能。加快平江抽水蓄能电站建设，力争2025年投产1台机组、2026年全部投产。推动安化等13项已纳入国家抽水蓄能中长期规划“十四五”重点实施的抽水蓄能电站开工建设。研究常规水电站梯级融合改造技术，探索新建混合式抽水蓄能可行性。积极发展电化学储能，优先在新能源消纳困难地区建设一批集中式共享储能项目，引导电源侧储能规模化应用，积极支持用户侧储能发展，围绕终端用户探索储能融合发展新场景。

3 · 积极推动水电深度挖潜和其它清洁能源发电。统筹水电开发和生态保护，鼓励有条件的水电站扩机增容，重点推动五强溪水电扩机工程建设。积极推进在运水电站优化升级，持续推进老旧电站设备改造与技术升级。因地制宜发展农林生物质发电，稳步发展城镇生活垃圾焚烧发电。继续做好桃花江、小墨山核电厂址保护工作。到2025年，全省生物质发电装机规模达到150万千瓦左右。

4 · 积极推动煤电机组改造升级。全面梳理煤电机组供电煤耗水平，结合不同煤耗水平煤电机组实际情况，探索多种技术改造方式，分类提出改造实施方案。对供电煤耗在300克标准煤/千瓦时以上的煤电机组，加快创造条件实施节能改造，对无法改造的机组逐步淘汰关停或视情况将具备条件的转为应急备用电源。鼓励现有具备条件的燃煤发电机组开展供热改造，替代并关停采暖和工业供汽小锅炉。存量煤电机组灵活性改造应改尽改，优先改造新能源外送和就地消纳调峰需求大的地区的煤电机组。积极探索煤电与可再生能源、储能的一体化开发、运行模式。到2025年，争取全省火电机组平均供电煤耗下降至300克/千瓦时以内，火电综合调节能力达到60%以上。

（三）大力实施新型电力系统构建行动

加快构建坚强可靠智慧、源网协同互动的新型电力系统。到2025年，特高压电网形成“2交2直”对外联络通道，主干网和配电网不断完善，长株潭配电网达到国家中心城市标准。

1·构建坚强高效主干网架。增强500千伏西电东送和南北互济输电通道，建成湘东“立体双环网”、湘南“日”字型环网、湘西北环网和湘北环网，实现500千伏电网市州全覆盖。构建形成安全可靠、经济高效、绿色低碳的220千伏电网，实现全省区县全覆盖，形成“分区清晰、结构典型、运行灵活”的供电格局，电力系统运行效率和安全保障水平明显提高，清洁能源优化配置和消纳能力显著增强。

2·提升配电网支撑保障能力。推动配电网向智能化、数字化、主动化方向转型。按照差异化发展策略，推动全省配电网提档升级。着重提高中心城区电网可靠性和智能化水平，满足多元用户接入需求，建设与国家中心城市相适应的长株潭一流城市配电网。继续实施农村电网巩固提升工程，助力乡村振兴战略，提升全省农村电网整体供电质量和服务水平。全省电网韧性、弹性和自愈能力大幅提高，形成结构合理、绿色智能、经济高效的现代配电网。

3·发展综合智慧的用电模式。培育新型用电模式，积极推进综合能源服务。在产业园区、大型公共建筑、工业企业、商业综合体等用电集中的区域，大力培育负荷聚合商。鼓励在增量配电网区域开展源网荷储一体化示范。探索建设储能设备、分布式能源、智能用电设备与电网友好互动的虚拟电厂。建立健全电力需求侧响应交易平台，引导用户侧可调节资源以及负荷聚合商、虚拟电厂运营商、综合能源服务商等新兴市场主体参与需求响应示范。

4·推动电力系统数字化转型。依托先进量测、5G通信、大数据、物联网等技术，形成全面覆盖电力系统发、输、配、用全环节，及时高速感知、准确传递信息的数字化信息感知与传输系统。推动电网数字化改

造，建设智能电厂，加快电力生产、传输、消费等基础设施的数字化、智能化升级。充分发挥全省能源大数据智慧平台作用，完善全省能源信息管理系统，支撑电力行业数字化管理，积极服务经济社会发展。

（四）大力实施电力运行水平提升行动

打造智慧高效电力调度体系、创新调度运行的工作机制，确保现役电源稳定供应，提升系统整体运行水平。

1·打造智慧高效电力调度体系。完善市场环境下电力调度机构工作规范，确保电力调度机构公正中立。加强信息发布，保障调度机构透明度。在保证系统安全运行条件下，进一步深化节能调度。厘清大电网调度与微电网、增量配电网内部调度的权责界限，确保调度顺畅衔接。加快人工智能、大数据等智能化技术在电力系统的应用，提高调度智能化、自动化水平，探索开展“风光水火储一体化”智慧联合调度，提升新型电力系统的安全保障能力、智能化运行水平和新能源消纳能力。

2·提升电力调度运行监管水平。建立完善煤电项目驻厂联络员机制，现场调度火电企业燃料购买、运输、存储及进耗平衡等情况，全面掌握企业生产经营情况和存在问题，及时掌握设备运行情况，督促企业自行检修计划、做好设备消缺。完善政企联动储煤机制，提高电厂储煤积极性，确保迎峰度夏、度冬期间电煤储备水平在30天以上，确保电厂稳发满发。建立煤电价格联动机制，推动火电全电量入市交易，及时疏导发电成本，推动火电企业可持续发展。推动小水电集中式管理和智能化运维托管，提升负荷高峰时段小水电的顶峰能力。加强全省风电、光伏发电的出力预测管理，开展风电场抗冰改造，提升风电、光伏发电的电力支撑能力。

3·完善电力供需平衡风险预警机制。建立健全当前及未来三年的电力供需平衡风险预警机制，滚动更新电力项目年度建设任务清单，形成在建一批、新开一批、储备一批的梯次项目格局。密切跟踪气象及电力需求变化，加强电煤储备、发电燃气供应和储备、电网安全可靠供电、有序用电等保障措施，提前谋划电厂设

备消缺、水库蓄水和应急方案等工作。建立全省24小时各类电源和负荷运行监测机制，提高电力调度的科学性、准确性和时效性。加强与气象、水利等部门协同和大数据分析，实现每日负荷精准预测、用电特性精准分析，开展未来三天电力电量平衡情况研判，提前做实电力保供各项措施。

（五）大力实施电力服务水平提升行动

坚持以人民为中心，提升终端用能电气化和智能化水平，深化“放管服”改革，提升“获得电力”服务水平，持续优化营商环境，加快完善充电基础设施，支撑保障强省会战略和乡村振兴战略，满足人民美好生活的用能需要。

1．提高终端用能电气化水平。拓宽电能替代领域，推进“电能替代+综合能源服务”，不断提高电能占终端能源的消费比重，系统提升能源利用效率，持续提升工业制造、交通出行、建筑用能、农业生产、生活消费各领域电气化水平。在钢铁、建材、有色、化工、印刷、造纸、食品等工业领域全面推广应用电炉钢、电锅炉、电窑炉、电加热等技术，开展高温热泵、大功率电热储能锅炉等电能替代。推动建筑用能电气化和低碳化，在政府机关、事业单位、医院、酒店、写字楼、大型商超、城市综合体等大型公共建筑领域开展老旧溴化锂中央空调机组及燃煤、燃油、生物质锅炉改造，促进光伏与建筑一体化发展。在公共交通、短途物流和机场服务等交通领域大力推进新能源车，引导居民优先购置新能源汽车，持续推进省内千吨级港口泊位岸电设施建设与优化运营。在粮食、蔬果、制茶、制烟、畜牧、水产养殖等农业领域加大电气化技术的宣传推广，提高电气化水平。推广智能家电，实施电炊具替代，提高居民生活电气化水平。

2．提升“获得电力”服务水平。全面推广实现居民用户、160千瓦及以下的小微企业用电报装“零上门、零审批、零投资”（以下简称“三零”）服务、高压用户用电报装“省力、省时、省钱”（以下简称“三省”）服务。将低压、20千伏及以下高压电力接入工程审批时间分别压减至5个、10个工作日以内。将居民用户、实施“三零”服务的非居民用户全过程办电时间分别压减至5个、15个工作日以内。加快推进政企协同办电信息共享平

台建设，实现政企协同办电，实行行政审批申请“一窗受理”，实现居民用户“刷脸办电”、企业用户“一证办电”，大幅提升办电便利度，在城镇规划建设用地范围内，供电接入工程投资界面应延伸至用户建筑区划红线，让办电更省钱。加强配电网和农网的建设力度，强化计划检修管理，推广不停电作业技术，减少计划停电时间和次数，提高电网供电可靠性。到2025年，长株潭“获得电力”指数达到国内一流水平，城市停电时间减少到1小时以内，农村停电时间较“十三五”末再下降40%以上。

3·加快布局充（换）电基础设施。优化城乡公共充（换）电基础设施布局，推动高速公路、国省干道充（换）电网络全覆盖，因地制宜布局换电站，切实提升公共充（换）电服务保障能力，加快形成“适度超前、快充为主、慢充为辅”的公共充（换）电网络。对既有老旧小区实现配电网增容改造，加快推进居民社区充电设施建设安装。鼓励开展储能和充电桩一体化项目试点示范。加快智能有序充电、大功率充电、无线充电等先进技术的研发应用。加快推进充电运营企业平台互联互通，实现信息共享与跨平台、多渠道支付结算，提升充电的便利性和用户体验。

4·支撑强省会战略落地落实。强化长沙电力保供能力，加快在长株潭都市圈建设天然气调峰电站、电化学储能电站、抽水蓄能电站，合理布局风能、太阳能，探索发展氢能产业，打造智慧能源创新区，提升城市供电能力和应急保障能力。实施长沙电网建设“七大行动”，加快建设国际一流、绿色低碳的现代化新长沙智慧电网，力争到2025年长沙电网供电能力达到1500万千瓦，供电可靠率提升至99.99%，电力营商环境国际一流，电网智能化水平、运行管理水平、装备水平达到国际领先，率先建成新型电力系统“长沙样板”。支持长沙加快推进充电桩建设，到2026年全市公共充电桩保有量达到4万个左右。

5·服务乡村振兴战略实施。充分发挥农村生物质能、太阳能、风能资源丰富的优势，积极发展农村分布式新能源，就地消纳利用，改善农村生活环境。大力推进乡村风电、光伏发电开发利用。积极推动农村“户用光伏+储能”，支持自发自用、余量上网。实施农村电网巩固提升工程，加快消除农村电力基础设施短板，全

面提升乡村电气化水平。建设支撑大规模分布式可再生能源接入消纳和乡村电气化水平提升的城乡配电网。引导电力企业履行社会责任，全力服务乡村振兴战略，加快农业农村现代化。

（六）大力实施深化电力体制改革行动

加快推进统一开放、公平公正、竞争有效的电力市场体系建设，充分发挥市场在资源优化配置中的决定性作用。进一步完善电价形成机制，推动各类电源健康可持续发展。深化配售电业务改革，提升配售电业务市场活力。

1．加快推进电力市场体系建设。加快建设全国统一电力市场体系，加强与国家市场、区域市场的协同运行。规范完善电力中长期交易机制，丰富交易品种，提升交易灵活性和中长期合同签约履约质量。加快电力现货市场建设，推动用户侧参与电力现货交易。完善电力中长期、现货和辅助服务交易有机衔接机制，探索容量市场交易机制。丰富辅助服务交易品种，建立健全调峰、调频、备用辅助服务市场。推动新型储能、负荷聚合商、虚拟电厂、用户可调节负荷资源等参与辅助服务。明确储能独立市场主体地位，支持储能参与电力中长期交易、现货市场和辅助服务。推动经营性用户用电计划全面放开，允许制造业企业全部参与电力市场化交易，赋予增量配网、地方电网、微电网、分布式电源、储能和负荷聚合商等新兴市场主体参与电力交易资格。做好优先发电制度与市场机制的衔接，逐步建立与电力现货市场相适应的优先发购电机制。统筹优化电力市场运行与电网调度运行，做好市场化交易与调度运行的高效衔接。

2．持续深化电力价格机制改革。持续深化水电、煤电上网电价市场化改革，完善风电、光伏发电、气电、抽水蓄能和新型储能价格形成机制，完善支持分布式清洁能源发电自发自用和就近利用的电价机制。探索建立覆盖应急备用电源的容量成本回收机制，完善支持煤电灵活性改造的价格政策。加快理顺输配电价结构，提升输配电价机制灵活性，进一步完善增量配电网价格形成机制。逐步推进居民、农业用户外的其他用

户进入电力市场，建立健全与市场电价水平动态联动的保底供电价格机制。完善分时电价、居民阶梯电价制度。针对高耗能、高排放行业，完善差别电价、阶梯电价等电价政策。

3·进一步深化配售电业务改革。完善售电主体信用监督体系，规范电力零售市场秩序，健全售电主体注册和退出机制，推动售电主体参与各类市场交易。明确增量配电企业的电网企业地位，完善配电区域划分、存量资产处置、配电网接入（电网互联）、电源接入、调度关系、公平交易等管理办法。建立健全增量配电网行业标准体系。鼓励增量配电企业开展综合能源服务等增值业务。

三、保障措施

（一）强化组织领导。省发展改革委（省能源局）发挥牵头抓总作用，建立工作专班。各市州、县市区对本地电力支撑行动实施工作负主体责任，建立相应的组织领导机构和工作机制。各地各有关部门根据本方案明确的任务分工抓紧制定实施计划，加强地区、部门协作联动，形成工作合力。

（二）强化要素保障。各有关部门对电力支撑行动相关项目细化工作流程，落实工作责任，简化相关手续的办理流程，优化能源建设、用电报装及电力接入工程审批程序。按照依法依规、特事特办、急事快办的原则，开辟绿色通道、实施并行办理，加大用地、用林、用水等要素的保障供给力度，持续优化建设环境，加快推动项目建设。

（三）强化建设管控。建立电力项目建设承诺制，经核准在建和新增的火电、水电、风电、光伏发电等电力项目承诺开工及建成投产发电日期，保障性火电要签订“项目所在市州政府、项目投资主体、电网企业”三方目标责任状。对逾期项目实施扣除违约金、纳入失信企业名单等惩罚措施。对事关电力保供的重点项目实施按月调度，及时协调解决项目建设中的重大问题，并委派专人进驻现场协调解决问题，确保项目按期投运。

（四）强化宣传考核。各级宣传部门要加大电力支撑行动宣传力度，引导全社会关心、支持、推动电力支撑相关工作，形成强大合力。要严格监督考核，建立工作部署、责任分解、督查问效、整改落实的闭环链条，将电力支撑行动实施情况纳入年度考核评价和真抓实干督查激励范围，对具体行动进行监测评估。强化日常监管和责任监督，对不作为、慢作为、乱作为、假作为的单位和个人严肃问责。加强电力安全监管，推动电力领域安全生产。

附件：1—1．电力支撑行动重大项目表

1—2．电力支撑三大标志性工程

附件1—1

电力支撑行动重大项目表

序号	项目名称	所在地	建设业主	装机规模（万千瓦）/建设内容	投资估算（亿元）	起止年限
项目合计（36项）					4438.3	
一、电力供应能力提升行动					958.3	
1	华电平江电厂	岳阳市平江县	华电湖南分公司	200	73	2019-2022
2	1000千伏荆门—长沙特高压双回线路工程	长沙市岳阳市	国家电网有限公司	200	30	2019-2022
3	国能岳阳电厂	岳阳市华容县	国家能源集团湖南电力有限公司	200	82	2021-2023

4	衡东天然气调峰电厂	衡阳市衡东县	湘投国际有限公司	98	24.8	2021-2023
5	长沙天然气调峰电厂	长沙市望城区	华电国际电力股份有限公司	100	22.2	2021-2023
6	五强溪电站扩机工程	怀化市沅陵县	五凌电力有限公司	50	21.5	2019-2023
7	湘阴天然气调峰电厂	岳阳市湘阴县	华能湖南分公司	98	24.6	2021-2024
8	益阳扩能升级改造项目	益阳市赫山区	长安益阳发电有限公司	200	74.9	2022-2024
9	石门扩能升级改造项目	常德市石门县	陕西长安电力有限公司	132	57.1	2022-2024
10	株洲扩能升级改造项目	株洲市渌口区	大唐华银电力股份有限公司	200	76.2	2022-2025
11	宁夏至湖南特高压直流工程	相关市州	国家电网有限公司	800	260	2022-2025
12	华容煤炭铁水联运储配基地项目	岳阳市华容县	湖南华中铁水联运能源基地有限公司	煤炭物流园储备能力30万吨，建成4个3000吨级散货出口泊位。	25.9	2020-2023
13	湖南岳阳铁水集运煤炭储备项目	岳阳市云溪区	湖南岳阳铁水集运煤炭储备有限公司	建成5000吨级散货进口泊位2个，2000吨级散货出口泊位3个，静态储煤能力200万吨。	41.6	2021-2024
14	气化湖南工程	全省	国家管网湖南分公司、湘投控股集团、省天然气公司、省天然气管网公司、湘投天然气投资公司	建设41条省内天然气支干线，覆盖全省122个县市区。建设新疆煤制气外输管道广西支干线（湖南段）及永州压气站项目，全	144.5	2015-2027

				长253公里，新建阀室13座、场站1座。		
二、绿色低碳转型行动					2485	
15	风电、光伏发电项目	全省	各相关企业	2025年达到2500万千瓦以上，2030年达到4000万千瓦以上	1200	2021-2030
16	平江抽水蓄能电站	岳阳市平江县	国网新源控股有限公司	140	88	2019-2026
17	安化抽水蓄能电站	益阳市安化县	国网新源控股有限公司	240	154	2022-2029
18	攸县广寒坪抽水蓄能电站	株洲市攸县	三峡建工集团	180	118	2022-2030
19	炎陵罗萍江抽水蓄能电站	株洲市炎陵县	中电建中南院	120	83	2022-2030
20	桃源木旺溪抽水蓄能电站	常德市桃源县	五凌电力有限公司	120	86	2022-2030
21	汨罗抽水蓄能电站	岳阳市汨罗市	国网新源控股有限公司	120	85	2022-2030
22	辰溪孝坪抽水蓄能电站	怀化市辰溪县	中电建水电公司	120	75	2022-2030
23	常宁山米冲抽水蓄能电站	衡阳市常宁市	三峡新能源股份有限公司	120	75	2022-2030
24	衡南大王庙抽水蓄能电站	衡阳市衡南县	大唐华银电力股份有限公司	120	75	2022-2030
25	桂阳泗洲山抽水蓄能电站	郴州市桂阳县、衡阳市常宁市	华电湖南分公司	120	75	2022-2030

26	安仁金紫仙抽水蓄能电站	郴州市安仁县	国投电力控股有限公司	120	75	2022-2030
27	双牌天子山抽水蓄能电站	永州市双牌县	三峡建工集团	120	75	2022-2030
28	江华湾水源抽水蓄能电站	永州市江华县	湘投控股集团	120	75	2022-2030
29	浏阳风洞口抽水蓄能电站	长沙市浏阳市		120	75	2022-2030
30	电力系统新型储能设施	全省	各相关企业	到2025年，新型储能规模200万千瓦左右	30	2021-2025
31	煤电机组升级改造	全省	各相关企业	到2025年，全省平均供电煤耗在300克/标准煤以内，调节能力达到60%以上	41	2021-2025
三、新型电力系统构建行动					995	
32	湖南能源大数据智慧平台建设	长沙市	国网湖南省电力有限公司	建成具备安全经济、高效快速、稳定可靠的能源数据网，实现各类能源数据的全面汇聚	5	2020-2025
33	500千伏输变电工程	全省	国网湖南省电力有限公司	新增线路长度2502公里，变电容量2225万千伏安	160	2021-2025
34	220千伏输变电工程	全省	国网湖南省电力有限公司	新增线路长度4399公里，变电容量2571万千伏安	170	2021-2025
35	全省城市配电网（含智能电网）建设工程	全省	相关电网企业	新增110千伏及以下线路长度118406公	218	2021-2025

				里，变电容量853万千伏安		
36	全省新一轮农村电网改造升级工程	全省	相关电网企业	新增110千伏及以下线路长度56255公里，变电容量3034万千伏安	442	2021-2025

附件1—2

电力支撑三大标志性工程

一、引进外电提升工程。我省一次能源资源严重匮乏、整体处于全国能源流向末端，提升外电送入规模是保障我省电力安全可靠供应、能源结构转型的重要举措。重点推进宁夏至湖南**±800千伏特高压直流工程**。该项目是国家"十四五"能源规划的9大重点跨省输电通道之一，也是湘宁两省（区）深化能源领域"一线一园一基地"合作的重要组成。工程起于宁夏中宁县，止于湖南衡南县，途经甘肃、陕西、重庆、湖北4省（市、区），线路全长1560千米，总投资260亿元。目前，湖南段工程可研编制工作基本完成、核准支持性文件已全部获取，正按照今年6月核准并开工建设的目标加快推进，计划2025年投产。工程建成投产后，将为我省提供稳定供应能力800万千瓦，年输送电量400亿千瓦时，相当于全省用电的五分之一。同时，积极推进荆门—长沙1000千伏特高压交流工程，确保年内投产；积极推动祁韶、雅江直流送电能力提升，争取祁韶、雅湖直流尽早满功率运行，并确保雅江直流按50%送电能力分电湖南；积极谋划第三回特高压直流入湘前期工作，积极加强与南网联络。确保全省外电送入能力稳步提升，到2025年全省外电送入规模达2176万千瓦左右。

二、支撑电源建设工程。火电具有调节性强、可靠性高等优势，是满足经济社会发展用电需求、实现双碳目标的重要支撑电源。重点推进**华电平江电厂**，工程位于湖南省岳阳市平江县余坪镇，本期建设2×100万千瓦超超临界燃煤发电机组，同步建设超低排放环保设施，配套建设铁路专用线，总投资73.79亿元。2020年12月5日主体工程正式开工，确保2022年内正式投产。工程建成投产后，将为全省提供200万千瓦稳定供应能力，是打赢2022年迎峰度冬电力保供任务的重点工程。同时，加快国能岳阳电厂建设，争取2023年底前投产。积极推进长安益阳电厂、大唐华银株洲电厂、陕煤石门电厂3个煤电项目和湘投衡东燃气电厂、华电长沙燃气电厂、华能湘阴燃气电厂3个气电项目的前期工作，争取2022年内全部开工建设、"十四五"全部建成投产，确保2025年全省支撑性煤电和调峰性气电装机规模达到3300万千瓦左右。

三、抽水蓄能规模化建设工程。抽水蓄能是当前技术最成熟、经济性最优、最具大规模开发条件的电力系统绿色低碳清洁灵活调节电源，加快发展抽水蓄能，是建设以新型能源为主体的电力支撑体系的内在要求。重点推进**安化抽水蓄能电站**，工程位于益阳市安化县仙溪镇，装机容量为240（8×30）万千瓦，总投资154亿元。目前，工程各项前期工作进展顺利，正按照2022年6月份完成项目核准并开工建设的目标加快推进，计划2029年建成投产。工程建成后，将大幅提升全省新能源的消纳能力。同时，加快平江抽水蓄能电站建设，争取2025年投产1台机组、2026年全部投产。积极推进已纳入国家抽水蓄能中长期规划，"十四五"重点实施的攸县广寒坪、炎陵罗萍江、桃源木旺溪、汨罗等12个抽水蓄能电站前期工作，力争2022年内全部核准启动建设，到2030年全省抽水蓄能装机达到2000万千瓦。



扫描上方二维码
关注湖南省发改委微信公众号

信息来源：省能源局 初审：陶海音 审核：田拥军 收藏